

Рис.1 Зависимость максимального диаметра образующихся капель от диаметра подводящего трубопровода

Исследования показали, что при увеличении расхода эмульсии с 400 т/ч до 600 т/ч при постоянной начальной обводненности и постоянном количестве вводимого деэмульгатора максимальный диаметр капель уменьшается с 539 мкм до 197 мкм. Следовательно, эффективность процесса каплеобразования и, в дальнейшем, процесса отстаивания воды, снизится. При варьировании диаметром подводящего трубопровода (рис.1) установлено, что максимальный диаметр капель 557 мкм достигается при использовании трубы диаметром 0,417 м при расходе 394,3 т/ч.

Таким образом, для более эффективного проведения процесса разделения водонефтяной эмульсии и наиболее экономичного использования компонента-деэмульгатора, необходимо использовать экспериментальные данные по физико-химическим свойствам исследуемых нефтей (плотность, поверхностное натяжение, начальная обводненность), так как все эти параметры влияют на результат проведения процесса, а применение математического моделирования позволяет прогнозировать протекание химико-технологического процесса при различных условиях и определять оптимальные технологические режимы.

#### Литература

1. Волков А.А., Балашова В.Д., Коновальчук О.Ю. К вопросу разрушения стабильных водонефтяных эмульсий//Нефтепромысловое дело. – 2013. – №5. – С. 40-42.
2. Бакиев А.В., Хазиев Н.Н., Хасанов И.Ю. Технология добычи безводной нефти на обводненных месторождениях// Нефтегазовое дело. – 2015. – №3. – С. 116-124.

#### ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ В КОЛОННЕ СТАБИЛИЗАЦИИ УСТАНОВКИ КАТАЛИТИЧЕСКОЙ ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ НА СОДЕРЖАНИЕ СЕРОВОДОРОДА В СТАБИЛЬНОМ ГИДРОГЕНИЗАТЕ

И. В. Зырянова, Н. В. Попова, Н. С. Белинская

Научный руководитель, ассистент Н. С. Белинская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтегазовая отрасль несет серьезные убытки из-за коррозии трубопроводов и аппаратов. Сероводородная коррозия является одной из главных причин коррозионного разрушения при эксплуатации оборудования в широком диапазоне сред и условий [1]. Сероводород может вызывать повреждения, в результате химической,

электрохимической коррозии и водородного охрупчивания. Дело в том, что наиболее агрессивный компонент нефтегазового сырья – сероводород – находится не только в продукции месторождений в растворенном виде, но и образуется в результате термического и каталитического превращения сероорганических соединений (тиолов, сульфидов, дисульфидов, тиофенов), углерода, сероуглерода, в частности, в процессе депарафинизации значительная доля сероводорода образуется на стадии гидроочистки. С повышением рабочих температур выделение сероводорода растет как за счет уменьшения его растворимости, так и за счет усиления распада серосодержащих соединений [2]. Коррозия – это сложная проблема, так как нужно учитывать большое количество влияющих на неё переменных величин. Борьба с коррозией – это не только продление срока службы нефтеперерабатывающего оборудования, снижение эксплуатационных затрат на его ремонт, но и улучшение технико-экономических показателей переработки нефти.

Целью работы является - исследование влияния параметров в колонне стабилизации установки каталитической депарафинизации на содержание сероводорода в стабильном гидрогенизате с применением моделирующей программы HYSYS.

Исследовано влияние технологических параметров при различных схемах на содержание сероводорода в стабильном гидрогенизате с различным содержанием сероводорода в нестабильном гидрогенизате.

Рассматриваемый аппарат – колонна стабилизации работает не эффективно. Это выражается низкой степенью разделения легких компонентов и сероводорода, вследствие чего в выходном потоке колонны стабилизации наблюдается повышенное содержание сероводорода [3]. Данный поток проходит стадию ректификации, где одним из продуктов выделяется стабильный бензин с большим содержанием сероводорода, что в значительной степени увеличивает риск коррозии верха ректификационной колонны. Для решения описанной проблемы на основе расчетов в моделирующей системе HYSYS было получено уравнение регрессии, которое имеет вид:

$$C_{H_2S} = 0.6906 + 0.0002 \cdot X_1 - 0.0068 \cdot X_2 - 0.0033 \cdot X_3 - 0.0005 \cdot X_4,$$

где  $C_{H_2S}$  – содержание  $H_2S$  в стабильном гидрогенизате, г;  $X_1$  –  $H_2S$  в нестабильном гидрогенизате, г;  $X_2$  – расход острого орошения в К-1,  $m^3/ч$ ;  $X_3$  – расход стабильного бензина в нижнюю часть колонны,  $m^3/ч$ ;  $X_4$  – расход ВСГ,  $m^3/ч$ .

На рисунке 1 показано влияние расхода орошения на содержание  $H_2S$  в стабильном гидрогенизате.

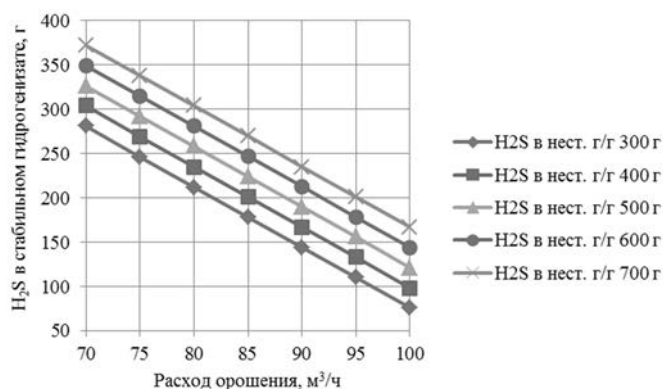


Рисунок 1. Влияние расхода орошения на содержание  $H_2S$  в стабильном гидрогенизате

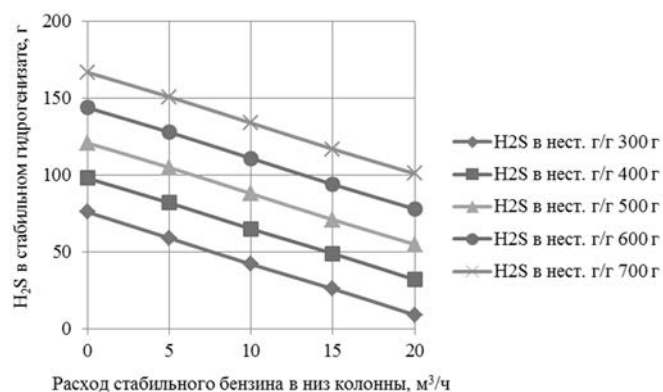


Рисунок 2. Влияние расхода стабильного бензина в низ колонны К-1 на содержание  $H_2S$  в стабильном гидрогенизате (расход орошения принят равным  $100 m^3/ч$ )

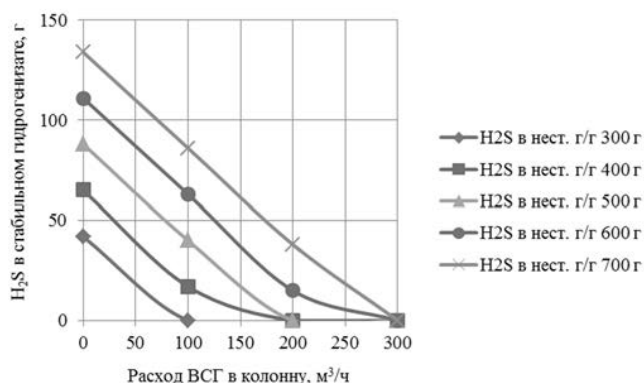
При увеличении расхода острого орошения в колонну К-1 с 70 до  $100 m^3/ч$  содержание сероводорода в стабильном гидрогенизате снижается: при содержании сероводорода в нестабильном гидрогенизате 300 г наблюдается наибольшее снижение содержание сероводорода в стабильном гидрогенизате – с 281 до 76 г; при

дальнейшем увеличении содержания сероводорода в среднем фиксируется падение содержания сероводорода в стабильном гидрогенизате на 205 г. Несмотря на то, что увеличение расхода острого орошения в колонну К-1 способствует снижению содержания сероводорода в стабильном гидрогенизате, сероводород присутствует в стабильном гидрогенизате.

Проведен расчет содержания сероводорода в составе стабильного гидрогенизата в зависимости от количества стабильного бензина вводимого в низ колонны для нестабильного гидрогенизата с разным содержанием сероводорода, показано на рис 2.

Увеличение парового потока, вследствие увеличения расхода с 0 до 20 м<sup>3</sup>/ч стабильного бензина в низ колонны К-1 способствует снижению содержания сероводорода в стабильном гидрогенизате на 66 г, сероводород присутствует в стабильном гидрогенизате, особенно при стабилизации нестабильного гидрогенизата с более высоким содержанием сероводорода (от 400 г).

Проведено исследование влияния расхода ВСГ в колонну в пределах 0 – 300 м<sup>3</sup>/ч на присутствие H<sub>2</sub>S в стабильном гидрогенизате.



**Рисунок 3. Влияние расхода стабильного бензина в низ колонны К-1 на содержание H<sub>2</sub>S в стабильном гидрогенизате (расход орошения принят равным 100 м<sup>3</sup>/ч, расход стабильного бензина в низ колонны 10 м<sup>3</sup>/ч)**

Как видно из рис. 3 добавление ВСГ во входной поток колонны позволяет добиться отсутствия сероводорода в стабильном гидрогенизате и уменьшить коррозионную активность стабильного бензина, выделяемого в колонне ректификации на следующей стадии производства. Для достижения аналогичного результата с сырьём, которое содержит большее количество сероводорода необходимо увеличивать расход ВСГ.

Добиться отсутствия сероводорода в стабильном гидрогенизате и вывода его в составе углеводородного газа и легкого бензина из верхней части колонны возможно, если в колонне стабилизации получится создать мощный паровой поток. Проведенные исследования подтверждают, что этого можно достигнуть повышением расхода острого орошения, совершенствованием схемы направления потоков в колонну путем возврата части стабильного бензина с блока ректификации в низ колонны К-1 и добавления ВСГ во входной поток в колонну К-1 в смеси с нестабильным гидрогенизатом и бензином-отгоном гидроочисток. При оптимальном варианте содержание сероводорода в стабильном гидрогенизате снижается до следовых количеств, и, как следствие, повышается коррозионная безопасность продукта, повышается ресурсоэффективность установки каталитической депарафинизации.

#### Литература

1. Синютина С.Е., Вигдрович В.И. Современное состояние и проблемы сероводородной коррозии металлов в растворах электролитов / Вестник ТГУ 2002, Т.7. №3. С. 319-328.
2. Медведева М.Л. Коррозия и защита оборудования при переработке нефти и газа М.: ФГУП Изд-во Нефть и газ РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2005. - 312с.
3. Belinskaya N.S., Ivanchina E.D., Ivashkina E.N., Chuzlov V.A., Faleev S.A. Mathematical modeling of the process of catalytic hydrowaxing of atmospheric gasoil considering the interconnection of the technological scheme devices // Procedia Engineering. – Vol. 113 – 2015 – pp.68-72

#### РАСЧЕТ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РЕАКЦИЙ ПРОЦЕССА АЛКИЛИРОВАНИЯ БЕНЗОЛА ЭТИЛЕНОМ МЕТОДОМ DFT

Л. С. Игнатова, С. А. Кошкин

Научный руководитель, профессор Е. Н. Ивашкина

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия**

Этилбензол является базовым продуктом нефтехимии использующийся в технологической цепочке получения пластиков и каучуков. На сегодняшний день, перспективными технологиями его получения являются